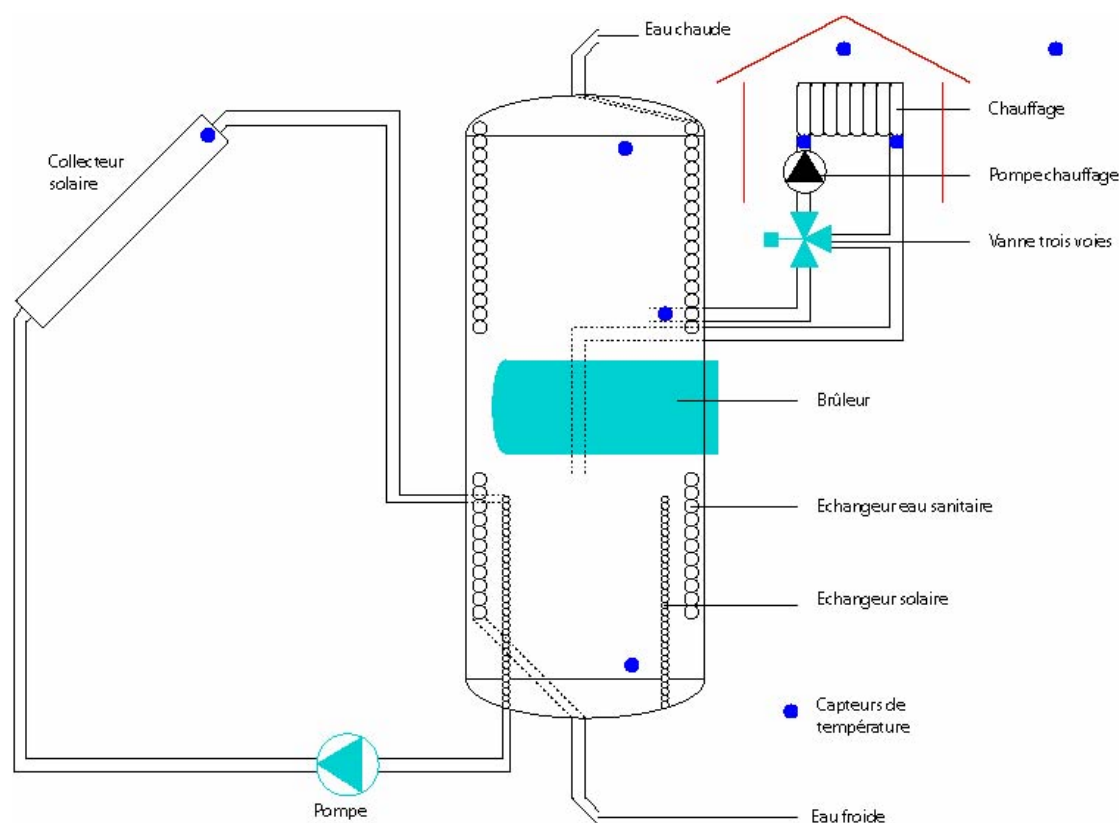


Nom des rapporteurs: Thierry Pittet thierry.Pittet@eivd.ch
Jacques Bony ajena.jbony@bluewin.ch
Philippe Dind philippe.Dind@eivd.ch

Institut mandataire: Laboratoire d'énergétique solaire et de physique du bâtiment, EIVD <http://solarplant.eivd.ch>

Optimisation d'installations solaires combinées



Résumé :

La classification et la comparaison des systèmes solaires combinés a débuté avec le travail de la tâche 26 de l'Agence Internationale de l'Energie (AIE). Ce travail permet de promouvoir, de tester et d'optimiser ce type d'installation. Actuellement, il existe des systèmes solaires combinés ayant des performances disparates. L'installation Arpège étudiée dans le Laboratoire d'Energétique Solaire et de Physique du Bâtiment a bénéficié d'améliorations lui permettant de se situer parmi les systèmes solaires combinés performants. Nous avons également étudié des installations solaires dites idéales (dream system) regroupant différentes caractéristiques intéressantes de certains systèmes simulés par les participants à la tâche 26. Les résultats sont prometteurs et montrent ainsi un des concepts vers lequel le développement futur devrait se tourner.

De plus, en collaboration avec l'EPFL (Laboratoire d'automatique) des tests avec une nouvelle régulation de chauffage sont en cours. Les premiers résultats montrent un gain d'environ 10% sur l'économie d'énergie fossile. Additionné au "dream sytem", cette nouvelle stratégie de régulation permettrait de surpasser toutes les installations solaires actuelles.

1	INTRODUCTION	3
2	DEFINITIONS	4
2.1	Taux d'énergie économisée	4
2.2	Taux de consommation solaire (FSC, fractional saving consumption)	5
2.3	Comparaisons	5
3	OPTIMISATION DU SYSTEME SOLAIRE COMBINE	7
3.1	Thermique	7
3.2	Régulation	7
3.3	Energie grise	7
4	DREAM SYSTEM (SYSTEME DE IDEAL)	9
4.1	Circuit solaire	9
4.2	Circuit d'eau chaude sanitaire	10
4.3	Appoint	10
4.4	Cuve	11
4.5	Circuit chauffage	11
4.6	Choix	11
4.7	Régulation	12
4.8	Influence du rendement du brûleur	13
4.9	Consommation électrique	13
4.10	Résultats	14
4.11	Commentaires	15
5	CONCLUSIONS ET PERSPECTIVES	15
6	REFERENCES	15

Nomenclature

A_G	Surface totale de capteurs installés [m^2]	$Q_{set, ECS}$	Valeur théorique d'énergie pour fournir la demande en eau chaude sanitaire [kWh]
$f_{sav, ext}$	Extended fractional energy saving [%]	T_{amb}	Température à l'intérieur de la maison [$^{\circ}C$]
$f_{sav, therm}$	Fractional thermal energy saving [%]	T_{ECS}	Température de l'eau chaude sanitaire [$^{\circ}C$]
f_{si}	Fractional energy indicator [%]	W_{sol}	Energie électrique de l'installation solaire [kWh/a]
FSC	Taux de consommation solaire [%]	$W_{réf}$	Energie électrique de l'installation de référence [kWh/a]
H_j	Irradiance journalière [$kWh/m^2 \cdot j$]	$\eta_{brûleur, solaire}$	Rendement du brûleur de l'installation solaire [%]
$Q_{aux, réf}$	Energie du brûleur de l'installation de référence [kWh/a]	$\eta_{brûleur, réf}$	Rendement du brûleur de l'installation de référence [%]
$Q_{aux, sol}$	Energie du brûleur de l'installation solaire [kWh/a]	$\eta_{él}$	Rendement électrique [%]
$Q_{pénalité, sol}$	Pénalité de l'installation solaire [kWh]		
$Q_{pénalité, réf}$	Pénalité de l'installation de référence [kWh]		
$Q_{set, ch}$	Valeur théorique d'énergie pour fournir la demande en chauffage [kWh]		

1 INTRODUCTION

Pour améliorer les performances des systèmes solaires combinés, il y a deux voies distinctes. L'une concerne l'amélioration du système solaire combiné sous l'aspect physique, matériel. L'autre concerne toute la partie intelligence, régulation. C'est pour exploiter ces deux voies que l'EIVD et l'EPFL ont été mandatés par l'Office Fédéral de l'Energie (OFEN) durant cette année. Ce document décrit le travail effectué à l'EIVD dans le cadre de la tâche 26 de l'Agence Internationale de l'Energie (AIE).

Pour atteindre ces objectifs, nous avons mis à disposition un système solaire combiné instrumenté (type Arpège de la maison Agena énergies) ainsi que le programme simulant une maison [3]. Dès lors, il est possible de valider et de comparer la commande optimale prédictive de l'EPFL à la régulation de série implantée sur le système solaire combiné.

Nous avons également participé aux différentes rencontres de la tâche 26 de l'AIE et exécuté le travail qui en découle ; en particulier relatif aux simulations de l'installation solaire combinée avec le logiciel Trnsys.

Le groupe de travail de la tâche 26 était divisé en trois sous-tâches s'occupant de domaines bien spécifiques

Sous-tâche A : Classification et divulgation des résultats des deux autres sous-tâches.

Sous-tâche B : Développement de méthodes de tests pour systèmes solaires combinés. Plusieurs pays développent simultanément des bancs d'essais pour ces installations ; en Suisse, le SPF [8] à Rapperswil a mis en place ce type de banc.

Sous-tâche C : Comparaison et optimisation à l'aide de simulations numériques utilisant le logiciel TRNSYS. C'est dans le cadre de ce groupe de travail que nous avons analysé et simulé le système solaire combiné Arpège.

A chacune de nos rencontres, dans le cadre de la sous-tâche C, chacun présente l'avancement de son travail durant les six mois écoulés. En plus de ces présentations, nous avons eu l'opportunité de présenter le travail de mesures effectué à Dombresson (2000-2001). [1]

A la fin d'une telle tâche, le désir commun est de définir quel est ou quel serait le système solaire combiné idéal (avec un f_{sav} très élevé), appelé «dream system». Chris Bales (Solar energy research center-SERC, Borlänge, Suède) et nous-mêmes avons été mandatés pour étudier une telle installation. Nous avons donc rassemblé les points forts de chaque système solaire combiné simulé dans le cadre du projet de la tâche 26 pour obtenir notre dream system.

Durant l'année 2002, deux rencontres des participants à la tâche 26 ont été organisées; la première en avril à Oslo (Norvège). La seconde en septembre à Bad Blumau (Autriche). Cette dernière finalisait trois ans de mise en commun du travail des différentes équipes.

Le «hand book», ouvrage qui décrira tout le travail accompli au cours de ce mandat doit être édité au début de l'année 2003; les derniers détails ont été mis au point en accord avec les participants et les auteurs.

2 DEFINITIONS

2.1 TAUX D'ENERGIE ECONOMISEE

Pour permettre la comparaison des installations solaires combinées, un groupe de personnes, dont nous faisons partie, a défini plusieurs critères dans le cadre de la tâche 26.

Ces critères sont des rapports entre l'énergie primaire consommée par le système solaire combiné et celle consommée par le système de référence (chaudière conventionnelle à gaz ou à mazout). Il existe trois critères distincts :

$f_{sav,therm}$ (fractional thermal energy saving)

ce critère ne prend en compte que la partie thermique, c'est-à-dire l'énergie primaire fournie au brûleur (gaz ou mazout). Le $f_{sav,therm}$ est l'indicateur principal permettant d'identifier si l'installation solaire combinée est de bonne ou de mauvaise qualité (énergétiquement parlant).

$f_{sav,ext}$ (extended fractional energy saving)

ce terme introduit la notion de consommation d'énergie électrique (W). La valeur du rendement de production d'énergie électrique est fixé à 0,4. Le $f_{sav,ext}$ a été introduit pour tenir compte de la consommation de la pompe solaire qui n'existe pas dans une installation conventionnelle.

f_{si} (fractional energy indicator)

cette expression prend en compte les énergies thermiques et électriques, ainsi qu'une fonction de pénalité qui dépend du non-respect des températures de consigne (eau chaude sanitaire et température ambiante) (figures 1 et 2).

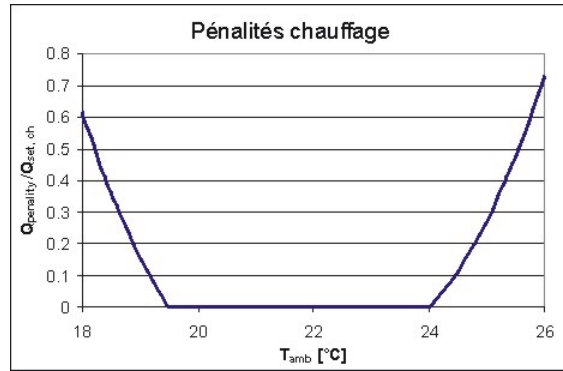


figure 1 : pénalités pour chauffage [7]

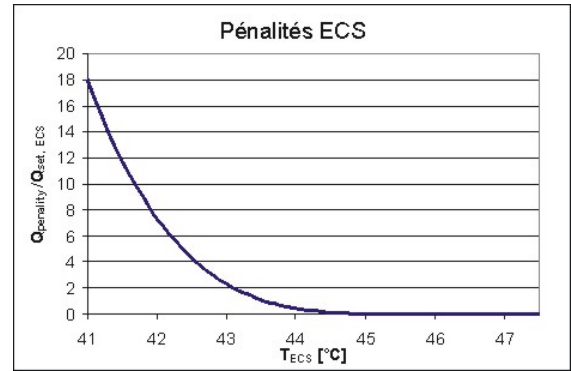


figure 2 : pénalités pour ECS [7]

Le f_{si} permet de vérifier que l'installation solaire fournit suffisamment d'énergie pour assurer le confort des habitants. Pour une installation sans pénalité, la courbe du f_{si} est égale à celle du $f_{sav,ext}$. Le total des pénalités, ne doit pas dépasser 5% de la consommation d'énergie chauffage et d'ECS.

$$f_{sav,therm} = 1 - \frac{\frac{Q_{aux,solaire}}{\eta_{brûleur,solaire}}}{\frac{Q_{aux,réf}}{\eta_{brûleur,réf}}}$$

$$f_{sav,ext} = 1 - \frac{\frac{Q_{aux,solaire}}{\eta_{brûleur,solaire}} + \frac{W_{sol}}{\eta_{el}}}{\frac{Q_{aux,réf}}{\eta_{brûleur,réf}} + \frac{W_{réf}}{\eta_{el}}}$$

$$f_{si} = 1 - \frac{\frac{Q_{aux,solaire}}{\eta_{brûleur,solaire}} + \frac{W_{sol}}{\eta_{el}} + Q_{pénalité,sol} - Q_{pénalité,réf}}{\frac{Q_{aux,réf}}{\eta_{brûleur,réf}} + \frac{W_{réf}}{\eta_{el}}}$$

2.2 TAUX DE CONSOMMATION SOLAIRE (FSC, FRACTIONAL SAVING CONSUMPTION)

Les performances d'un système solaire combiné sont dépendantes d'une part de la consommation d'énergie (pour le chauffage et pour l'eau chaude sanitaire) et d'autre part, de la ressource solaire à disposition. Ce qui implique que la valeur du f_{sav} varie en fonction du climat, du bâtiment et de la surface de capteurs solaires thermiques installés. M. Thomas Letz (ASDER, Saint Alban-Leyse, France) a identifié une variable appelée taux de consommation solaire FSC incluant deux paramètres :

- * La consommation d'énergie fossile d'une installation conventionnelle
- * L'énergie solaire reçue par les capteurs

Le FSC n'est autre que le minimum de la consommation d'énergie fossile d'une installation conventionnelle et de l'énergie solaire reçue par les capteurs divisé par la consommation d'énergie fossile d'une installation conventionnelle (figure 3), qui se traduit par l'équation suivante :

$$FSC = \frac{\sum_{j=1}^{365} \min(Q_{aux, réf}, H_j \cdot A_G)}{\sum_{j=1}^{365} Q_{aux, réf}}$$

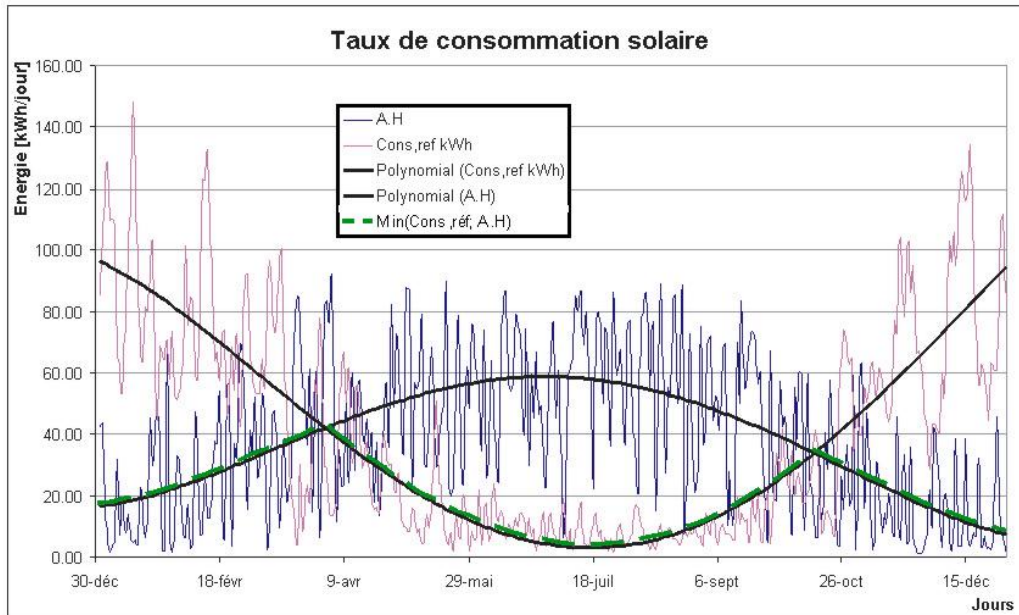


figure 3 : Illustration des paramètres du FSC pour le climat de Zürich avec 12 m² de capteurs plans et une demande chauffage de 60 kWh/m²·a. la valeur du FSC est de 41.7%.

2.3 COMPARAISONS

Pour chaque système simulé, il y a 27 points calculés qui permettent de tracer les graphes de comparaison. Ces points sont issus des combinaisons obtenues avec les variables suivantes :

- * Le lieu (Zürich, Carpentras et Stockholm)
- * La demande en chauffage (30, 60 et 100 kWh/m²·a) ; la demande en ECS est fixe (8,283 kWh/j)
- * La surface de capteur (8, 12 et 16 m²)

Nous remarquons que pour toutes les valeurs de $f_{sav, therm}$, $f_{sav, ext}$, f_{si} le système combiné Arpège, se situe bien sur le marché européen des installations simulées (figures 4 à 6).

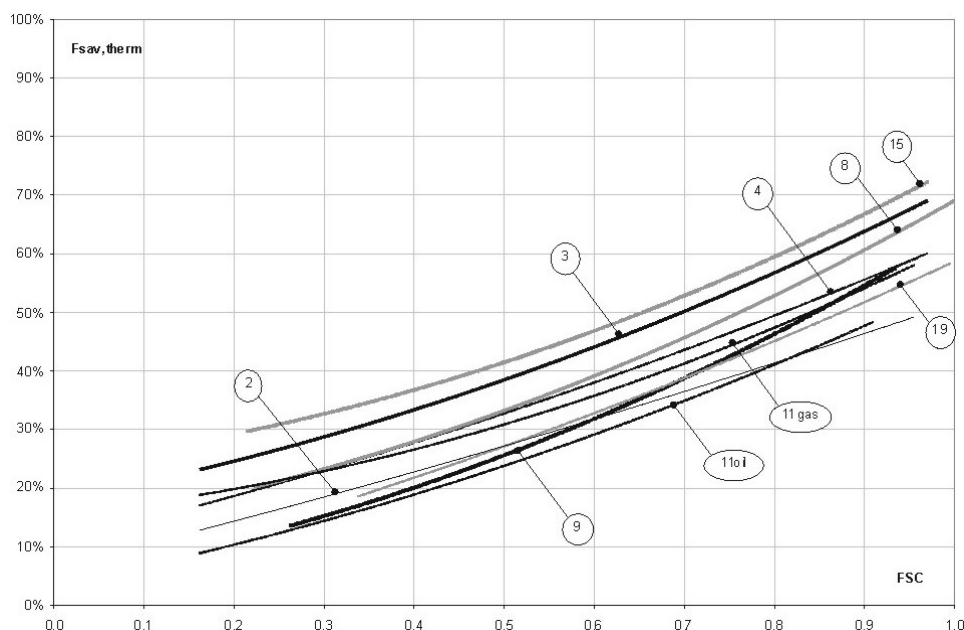


figure 4: comparaison des différents systèmes solaires combinés $f_{sav,therm}$ (#8 Arpège de Agena [7])

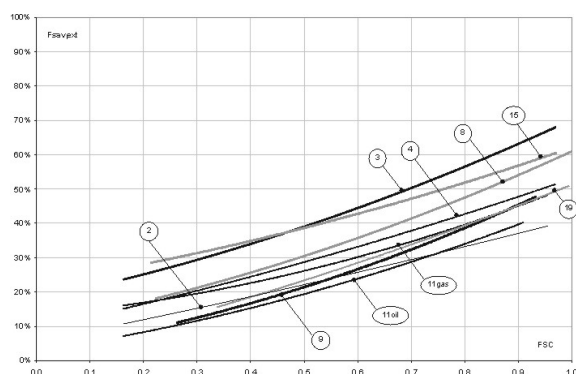


figure 5: $F_{sav,ext}$ en fonction du FSC [7]

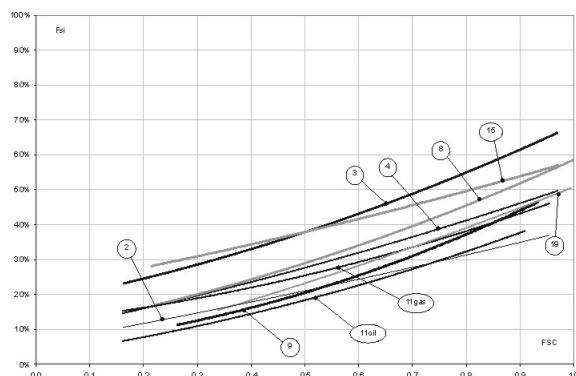


figure 6: F_{si} en fonction du FSC [7]

Brève description [7] des différents systèmes solaires combinés :

- 2 Cuve pour ECS avec échangeurs internes (solaire et chauffage) et chaudière externe. Echangeur à plaque pour chauffage direct.
- 3 Cuve pour ECS avec échangeurs internes (solaire et chauffage) et chaudière externe. Chauffage direct dans dalle.
- 4 Cuve pour ECS avec échangeurs internes (solaire et double pour le chauffage) et chaudière externe.
- 8 Cuve pour chauffage avec échangeurs internes et brûleur intégré.
- 9 Cuve ECS dans cuve chauffage avec un échangeur interne pour le solaire.
- 11 Cuve pour chauffage avec échangeurs internes (solaire et ECS) et chaudière externe. Appoint électrique intégré.
- 15 Cuve pour chauffage avec échangeur interne pour le solaire et échangeur externe compacte pour l'ECS. Brûleur intégré. Cuve bien stratifiée (pipes).
- 19 Cuve pour chauffage avec échangeurs externes compactes pour l'ECS et le solaire. Cuve tampon pour l'ECS. Chaudière externe. Système pour locatifs.

3 OPTIMISATION DU SYSTEME SOLAIRE COMBINE

3.1 THERMIQUE

Depuis le début de la tâche 26, le système solaire combiné Arpège d'Agena a été simulé avec le logiciel TRNSYS. De nombreuses simulations et mesures ont permis une augmentation du f_{sav} de 5 points. Actuellement, nous obtenons un $f_{\text{sav, therm}}$ de 34.2% pour le cas de base (climat de Zürich, 12 m² de capteurs plans, une consommation en chaude sanitaire de 8,28 kWh/jour, une demande en chauffage de 60 kWh/m² a et une SRE de 140 m²).

De 1999 à 2001 : + 17 % sur le $f_{\text{sav, therm}}$. Les modifications apportées ont été introduites chez le fabricant car elles étaient peu coûteuses et engendraient des gains thermiques importants. [2]

Nous remarquons que nous arrivons à la limite des possibilités d'amélioration de l'installation dans sa configuration actuelle.

3.2 REGULATION

Le régulateur Elesta, installé de série sur le système solaire combiné Arpège, est un régulateur classique. Toutefois, il intègre quelques fonctions avancées, comme par exemple : une adaptation automatique de la courbe de chauffe selon le comportement thermique du bâtiment.

M. Thierry Prud'homme (Laboratoire d'automatique, EPFL, Lausanne) a développé un régulateur optimal prédictif, qui utilise les prévisions météorologiques pour maximiser l'économie d'énergie fossile utilisée comme appoint pour le système solaire combiné.

Pour permettre la validation de ce nouveau régulateur, nous l'avons installé sur le système solaire combiné instrumenté (sondes de températures, débitmètre,...). A l'aide d'un PC, nous avons simulé une maison selon le modèle de M. Manuel Bauer [3]. En ce qui concerne les capteurs solaires, nous les avons simulés avec un émulateur [4] (trois corps de chauffés électriques), ce qui nous permet de reproduire des profils d'ensoleillement journalier. Les détails de cette validation se trouvent dans [5].

Les différents groupes de travail de la tâche 26 ont manifesté un grand intérêt quant aux résultats que nous allons obtenir avec la régulation prédictive, ils comptent sur nous pour que nous leur transmettions les résultats de nos essais de validation. Les essais se poursuivent, mais les résultats provisoires montrent un gain de 10% sur l'économie d'énergie d'appoint.

3.3 ENERGIE GRISE

La comparaison et l'optimisation des différents systèmes solaires combinés, du point de vue de leur efficacité, étaient sans nul doute les objectifs principaux de cette tâche 26. Cependant, il nous est paru essentiel de comparer également le poids et l'énergie grise de chaque installation. Dans ce domaine, le système Arpège est très lourd et possède une énergie grise très élevée par rapport aux autres systèmes (figures 7 à 10). Ces différences importantes sont dues aux capteurs, le capteur Azur d'Agena possède un cadre en aluminium pour chaque 2 m² et un absorbeur composé de deux feuilles d'acier inoxydable, et également à une masse importante d'acier pour la protection des connections hydrauliques, du brûleur et de la partie électrique. En revanche, de par ces bonnes performances (figure 4), le temps de remboursement énergétique (payback time) d'Arpège est plus court que celui de certains systèmes qui ont une masse et une énergie grise plus faible (figure 9, dernière ligne).

Embodied energy component by component

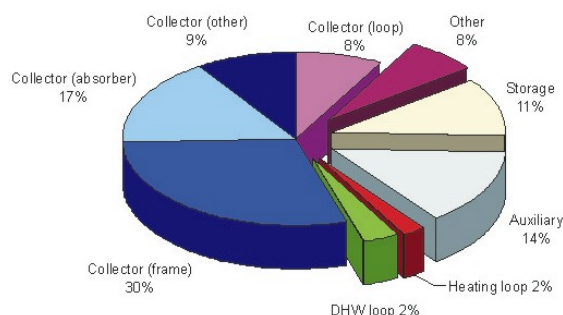


figure 7: Energie grise par composant pour le système solaire combiné Arpège

Weight by component

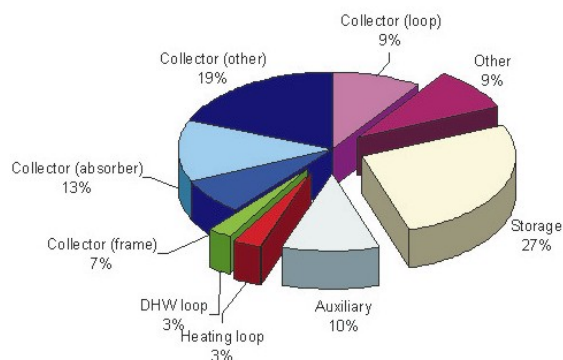


figure 8: Poids par composant pour le système solaire combiné Arpège

System		#2	#3	# 8	#9b	#11	#12	#15
collector area (aperture)	[m ²]	9	15	12	20	10.3	10.3	12.7
store volume	[m ³]	0.28	0.33	0.83	2	0.74	0.74	0.95
comment		without burner and collector-tubes	without burner and collector-tubes	including integrated burner and collector tubes	without burner and collector-tubes	without burner and collector-tubes	without burner and collector-tubes	including burner/collector-tubes
Material	AEE							
	[MJ/unit]							
aluminium, 27.6% recycling material	151.7	3968	7585	10649	3990	1927	2518	9251
steel high alloyed	96.55	579	4828	20642	15448	193	193	888
steel un- and low alloyed	33.85	5788	2072	11181	0	5206	7626	7689
sheet steal, galvanized	58	0	0	696	29	0	0	0
copper	96.59	2822	5931	3110	1227	6462	5235	7180
glass (flat shape) without coating	13.3	1213	1556	1357	0	1383	1343	1596
glass and mineral wool	18.6	134	1060	1135	779	1362	1843	375
EPDM rubber, PUR hard foam polypropylene, diff. polystyrol types polyethylene diff. densities and other polymers	93.59	1682	1123	2845	5784	374	374	6573
PVC, hard quality	81.8	0	0	0	0	0	0	0
propylen glycol	48.87	0	3910	1197	0	342	396	391
bitumen, PVC sealing strip	49.82	0	0	0	0	0	0	0
wood (raw)	1.4	0	0	0	63	137	38	2
wood (fibreboards, ...)	7.4	0	0	0	540	10	10	0
others	0	0	0	0	0	0	0	0
Burner + Pumps + controller (average of 85 MJ/kg with steel, alu., copper, plastic...)	85	984	0	2933	85	213	383	995
	0	0	0	0	0	0	0	0
Selective coating (Papillon)	44.53	389	668	534	0	459	459	566
Electronic (Papillon)	293.688	0	294	0	59	675	675	1733
AEE (calculated)	MJ per system	17560	29025	56279	28004	18742	21094	37238
AEE/m ² Kollektor	MJ/m ² Koll	1951	1935	4690	1400	1820	2048	2932
AEE (without burner and coll.-tubes)	MJ per system			45768				32748
AEE (without burner and coll.-tubes)/m ²	MJ/m ² Koll			3814				2579
AEE (with integr. or ext. 10 kW gas burner)	MJ per system	26101	37567	56279	36545	27283	29635	37238
AEE (with integr. or ext. 10 KW gas burner)	MJ/m ² Koll	2900	2504	4690	1827	2649	2877	2932
	kWh/System	7250	10435	15633	10151	7579	8232	10344
AEE (by participants)			29025	55049		18700	20600	
Zürich								
Final Heat Ref. Build. Zu SFH60 (#19 MFH)	kWh/a	14410	14410	14410	14410	14410	14410	14410
Primary Energy Ref. Build. Zu SFH60 (#19 MFH)	kWh/a	15900	15900	15900	15900	15900	15900	15900
Fsevertherm Zürich SFH60 (#19 MFH)		16.2	42	34.2	24.8	15.1		40.6
Fsaveext Zürich SFH60 (#19 MFH)		12.5	42	32	19.9	12		37.7
Energy Payback therm Zu SFH 60 (#19 MFH)	a	3.11	1.72	3.17	2.84	3.48		1.77
Energy Payback ext. Zu SFH 60 (#19 MFH)	a	3.65	1.56	3.07	3.21	3.97		1.73

figure 9: Tableau de comparaison de l'énergie grise et du payback time de différents systèmes solaires combinés [7]

System		#2	#3	# 8	#9b	#11	#12	#15
collector area (aperture)	[m ²]	9	15	12	20	10.3	10.3	12.7
store volume	[m ³]	0.28	0.33	0.83	2	0.74	0.74	0.95
comment		without burner and collector-tubes	without burner and collector-tubes	including integrated burner and collector tubes	without burner and collector-tubes	without burner and collector-tubes	without burner and collector-tubes	including burner/collector-tubes
Material	unit							
aluminium, 27.6% recycling material	kg	26.16	50.00	70.2	26.30	12.7	16.6	60.99
steel high alloyed	kg	6.00	50.00	213.8	160.00	2	2	9.20
steel un- and low alloyed	kg	171.00	61.20	330.3	0.00	153.8	225.3	227.14
sheet steal, galvanized	kg	0.00	0.00	12	0.50	0	0	0.00
copper	kg	29.22	61.40	32.2	12.70	66.9	54.2	74.33
glass (flat shape) without coating	kg	91.20	117.00	102	0.00	104	101	120.00
glass and mineral wool	kg	7.20	57.00	61	41.90	73.2	99.1	20.16
EPDM rubber, PUR hard foam polypropylene, diff. polystyrol types polyethylene diff. densities and other polymers	kg	17.98	12.00	30.4	61.80	4	4	70.23
PVC, hard quality	kg	0.00	0.00	0	0.00	0	0	0.00
propylen glycol	kg	0.00	80.00	24.5	0.00	7	8.1	8.00
bitumen, PVC sealing strip	kg	0.00	0.00	0	0.00	0	0	0.00
wood (raw)	kg	0.00	0.00	0	45.00	97.8	27.2	1.43
wood (fibreboards, ...)	kg	0.00	0.00	0	73.00	1.3	1.3	0.00
others		0.00	0.00	0	0.00	0	0	0.00
Burner + Pumps + controller (average of 85 MJ/kg+A22 with steel, alu., copper, plastic...)		11.57	0.00	34.5	1.00	2.5	4.5	11.70
		0.00	0.00	0	0.00	0	0	0.00
Selective coating	m ²	8.73	15.00	12	0.00	10.3	10.3	12.70
Electronic	kg	0.00	1.00		0.20	2.3	2.3	5.90
Total weight	kg	360	490	911	422	528	546	609
Weigh per m ² collector	kg/m ²	40	33	76	21	51	53	48

figure 10: Tableau de comparaison du poids de différents systèmes solaires combinés [7]

4 DREAM SYSTEM (SYSTEME DE IDEAL)

Les difficultés à augmenter les performances du système solaire combiné Arpège dans sa configuration actuelle, nous ont amené à simuler deux installations appelées « dream systems » (DS1 et DS2). Pour les simulations, nous avons utilisé des modules développés dans le cadre de la tâche 26. Nous avons tenu compte de quatre critères principaux pour conduire nos réflexions :

- * Techniques (utilisation des connaissances européennes actuelles)
- * Energétique (réduction de la consommation électrique)
- * Ecologique (influence sur l'environnement)
- * Commercial (argument de vente)

Les paragraphes suivants exposent les différentes variantes avec leurs avantages et inconvénients.

4.1 CIRCUIT SOLAIRE

Nous avons choisi d'utiliser une charge solaire stratifiée. Deux possibilités s'offrent à nous.

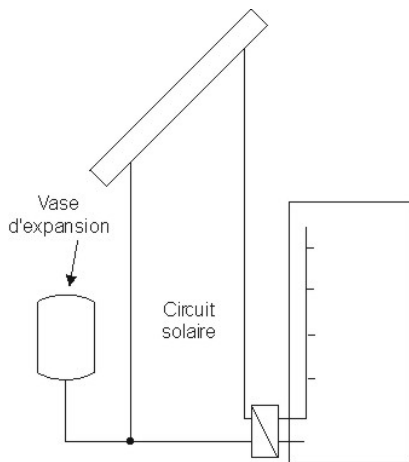


figure 11 : circuit solaire avec échangeur interne (ou externe) et vase d'expansion

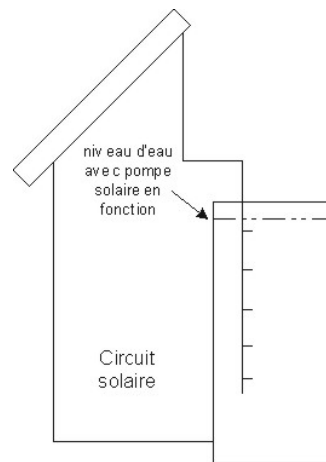


figure 12 : circuit solaire « drainback », la cuve fait office de vase d'expansion

Avantages : Les capteurs peuvent être placés plus bas que la cuve
Meilleures expérience dans ce domaine en Suisse

Inconvénients : Eau glycolée
Surchauffes possibles en été
Circulation nocturne pour abaissement de la température
Vase d'expansion

Avantages : Pas d'eau glycolée
Pas d'échangeur de chaleur
Pas de surchauffe de la cuve et des capteurs
Pas de circulation nocturne pour l'abaissement de température
Pas de vase d'expansion pour toute l'installation (solaire et chauffage)

Inconvénients : Les capteurs doivent être placés plus haut que la cuve
Les conduites doivent être hors gel

4.2 CIRCUIT D'EAU CHAUDE SANITAIRE

Une des préoccupations du marché actuel est le problème de la légionellose. Ainsi, notre choix s'est porté sur la préparation d'eau chaude instantanée. Il y a deux possibilités pour cette préparation; soit un échangeur interne (figure 13) ou un échangeur externe compact (figure 14).

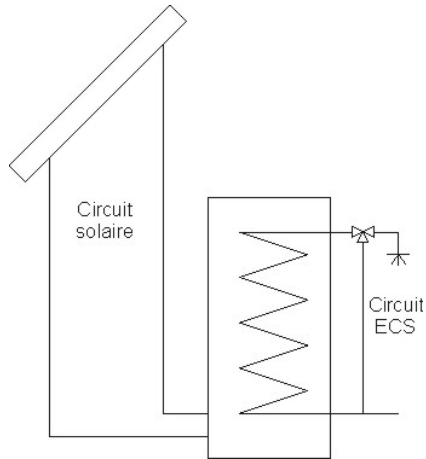


figure 13: échangeur interne pour la préparation de l'ECS

Avantages: Pas de pompe
Pas de régulation

Inconvénients : Entartrage
Mitigeur thermostatique

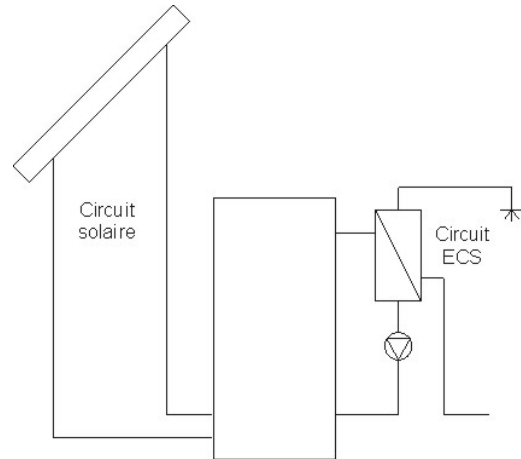


figure 14: échangeur externe compact pour la préparation de l'ECS

Avantages: Peu d'entartrage
Pas de mitigeur thermostatique

Inconvénients : Besoin d'une régulation
Besoin d'une pompe

4.3 APPOINT

Évidemment, nous choisissons de simuler le dream system avec un brûleur à gaz à condensation (le rendement d'un tel brûleur est très élevé). Mais, une fois encore deux choix sont envisageables.

- * Le brûleur interne
- * La chaudière externe (compacte)

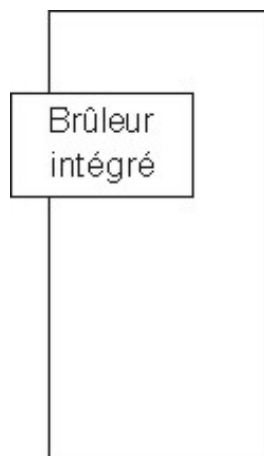


figure 15: cuve avec brûleur intégré

Avantages: Gain de place

Inconvénients : Pertes thermiques plus importantes

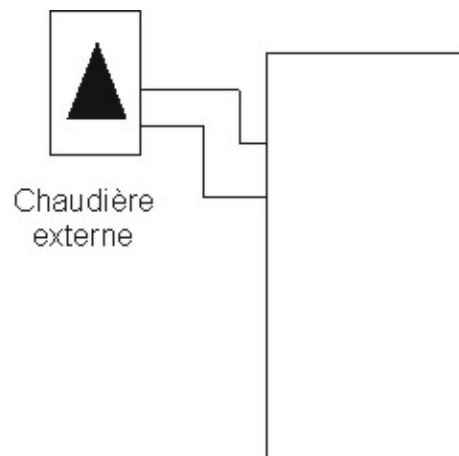


figure 16: cuve connectée à une chaudière externe

Avantages: Moins de pertes thermique

Inconvénients : Besoin de plus de place

4.4 CUVE

La cuve du système solaire combiné doit être bien isolée. Les connexions hydrauliques doivent se faire le plus souvent en bas de cuve, ce qui évite les pertes thermiques par convection naturelle. Une cuve stratifiée diminue la quantité des pertes thermiques. Pour une maison familiale une cuve de 500 à 1000 litres est adéquate.

4.5 CIRCUIT CHAUFFAGE

Pour le chauffage, nous testons deux stratégies l'une est un mode classique (boucle chauffage connectée à la cuve), l'autre est un chauffage direct depuis le circuit solaire avec la possibilité de passer en mode classique.

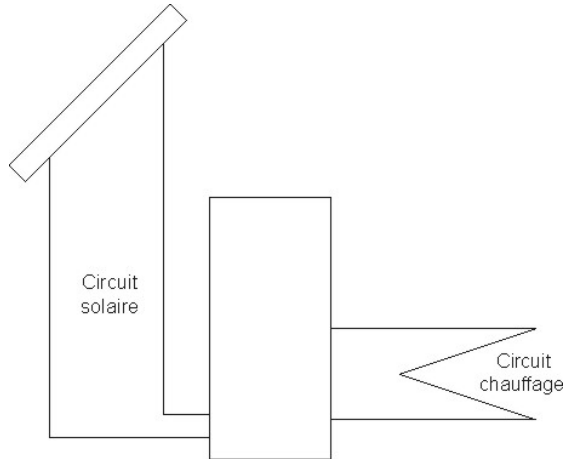


figure 17: circuit de chauffage classique

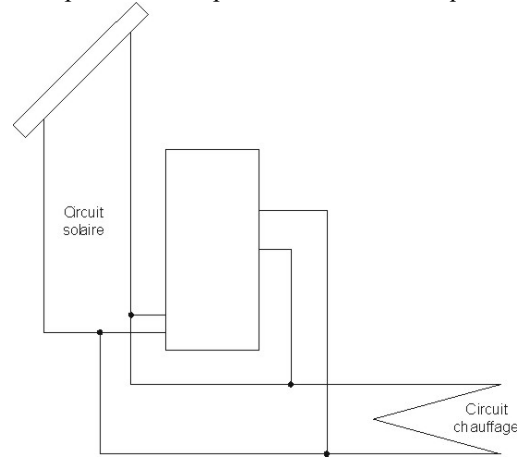


figure 18: système solaire combiné avec possibilité de chauffage direct depuis la boucle solaire

4.6 CHOIX

Nous avons choisi de construire un système « drain back », dépourvu d'anti-gel composé d'une cuve bien stratifiée dont les dimensions permettent de passer par les portes lors de la mise en place. Les panneaux solaires utilisés sont les mêmes que ceux utilisés pour simuler les installations des participants à la tâche 26. Comme l'échangeur externe (à plaques) et l'échangeur interne (serpentin) pour la préparation de l'eau chaude sanitaire sont d'égale performance, nous avons simulé notre « dream system » avec l'échangeur interne. Nous avons décidé de garder les deux possibilités d'appoint (brûleur intégré et chaudière externe) car nous avons voulu les comparer. Dans un premier temps, nous avons choisi la solution du chauffage direct, plus compliquée mais légèrement plus performante avec le brûleur intégré (DS1). Par la suite, afin de simplifier, nous avons choisi une boucle de chauffage conventionnel pour l'installation avec chaudière externe (DS2) (figures 19 et 20).

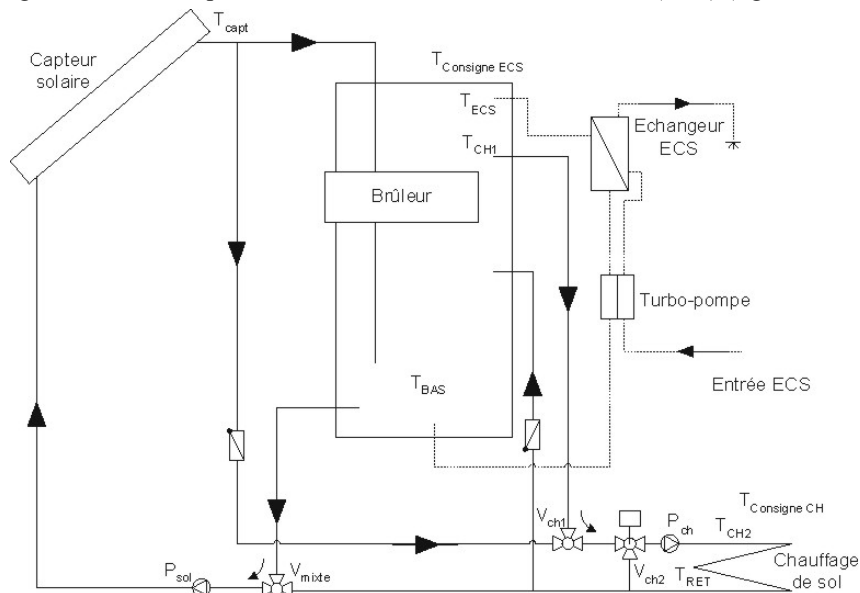


figure 19 : schéma d'un dream system avec brûleur intégré et chauffage direct DS1

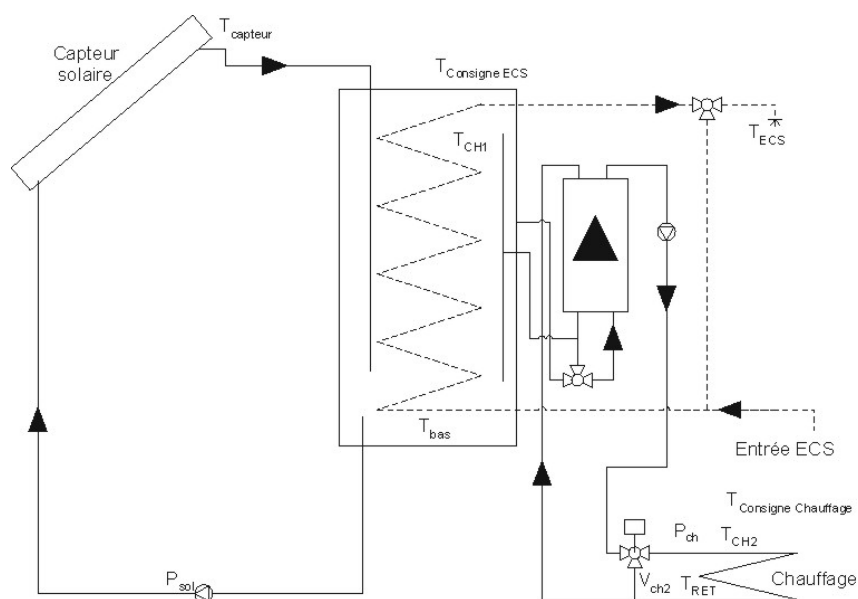


figure 20: schéma d'un «dream system» avec chaudière externe DS2

4.7 REGULATION

4.7.1 DS1

Gestion de l'apport solaire

Le principe de base est de fournir le plus rapidement possible la demande en énergie pour le chauffage ou pour l'eau chaude sanitaire. Afin d'utiliser les capteurs à la plus basse température possible et d'obtenir ainsi le meilleur rendement thermique, c'est la demande la moins élevée qui est satisfaite en premier. Le graphe ci-dessous représente l'évolution de la vitesse du circulateur solaire en fonction des températures dans le système.

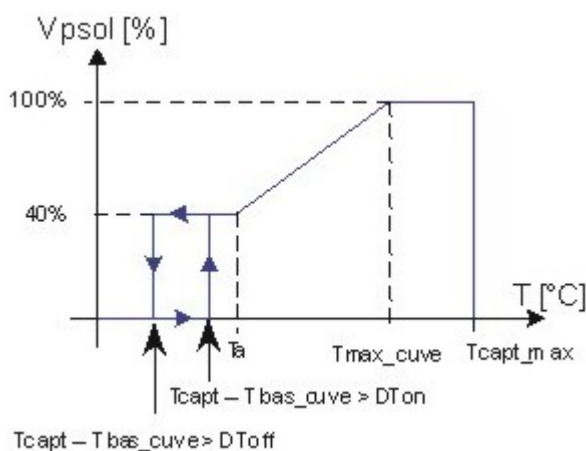


figure 21 : gestion de la pompe solaire

Avec:

- * T_a : température de consigne de chauffage ou d'eau chaude sanitaire. En cours de fonctionnement la pente du graphique évolue en permanence.
- * T_{capt} : température des capteurs
- * T_{bas_cuve} : température en bas de la cuve
- * ΔT_{on} : différence de température entre celle des capteurs et celle du bas de la cuve pour l'enclenchement du circulateur solaire
- * ΔT_{off} : différence de température entre celle des capteurs et celle du bas de la cuve pour le déclenchement du circulateur solaire
- * T_{max_cuve} : température maximale en bas de cuve avant l'arrêt du circulateur solaire
- * T_{capt_max} : température maximale des capteurs avant l'arrêt du circulateur solaire

Gestion du chauffage

La température de consigne de départ chauffage est identique à celle utilisée dans le système Arpège. Par contre, la demande en chauffage peut être directement fournie par le circuit solaire sans passer par la cuve.

Gestion de l'appoint pour l'eau chaude sanitaire

La gestion de l'appoint pour la fourniture d'eau chaude sanitaire reste identique à celle utilisée dans la régulation de l'installation Arpège.

4.7.2 DS2

Les principales différences entre les deux systèmes "idéaux" DS1 et DS2 résident dans:

- * Un chauffage solaire direct pour le premier et une charge solaire passant obligatoirement dans la cuve pour le second. Ce dernier mode permet une simplification du circuit hydraulique tout en ayant une efficacité optimale. En effet, après différentes simulations, il ressort que les avantages du chauffage solaire direct (passant directement des capteurs au circuit de chauffage) semblent négligeables. Dans les deux cas, la charge thermique de la cuve est stratifiée. Cette stratification de l'apport solaire permet de l'injecter au même niveau que la sortie du chauffage et d'obtenir ainsi un pseudo chauffage solaire direct.
- * Un brûleur intégré dans la cuve dans le premier système (DS1). Une chaudière externe pour le second (DS2). Avec cette deuxième solution, il est possible de chauffer le bâtiment directement par la chaudière sans chauffer la cuve et ainsi d'en minimiser les pertes thermiques.

4.8 INFLUENCE DU RENDEMENT DU BRÛLEUR

Les principales améliorations apportées dans les deux systèmes DS1 et DS2 par rapport à l'installation Arpège sont :

- * charge solaire stratifiée
- * isolation améliorée de la cuve du système DS1 par rapport à Arpège
- * isolation améliorée de la cuve du système DS2 par rapport à DS1
- * rendement de combustion augmenté (DS2) ; La figure 22 illustre parfaitement l'importance de l'influence du rendement de combustion sur l'efficacité d'une installation thermique

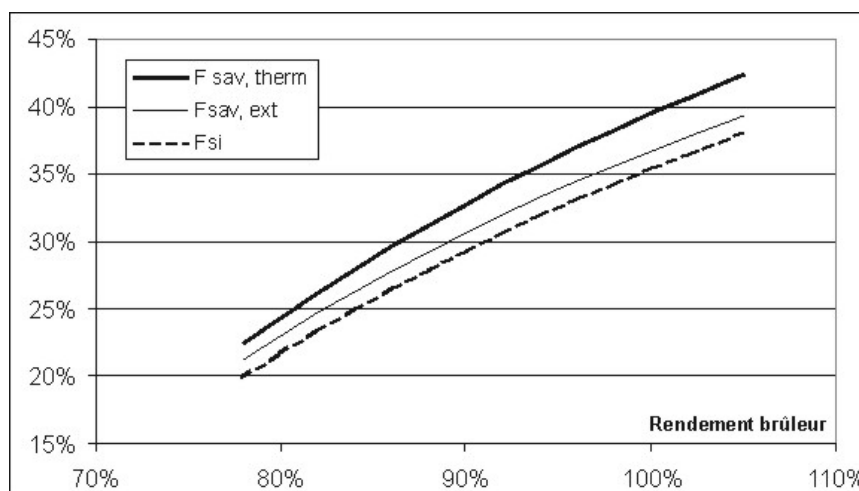


figure 22: influence du rendement du brûleur sur le $f_{sav, therm}$, $f_{sav, ext}$, f_{si} , avec système solaire DS2 (climat de Zürich, une surface de capteurs plans de 12 m^2 et une demande d'énergie de chauffage de $60 \text{ kWh/m}^2 \cdot \text{a}$)

4.9 CONSOMMATION ELECTRIQUE

La consommation des pompes a diminué légèrement, passant de 80 à 70 W. Pour une question de coût d'investissement, nous n'avons pas choisi de pompe à plus basse consommation. Une stratégie avec des temps d'arrêt des pompes plus long nous permet également de faire quelques économies.

4.10 RÉSULTATS

Après avoir corrélié et optimisé les différents paramètres, nous sommes arrivés à un $f_{sav} = 40.5\%$ (DS2) pour une installation avec chaudière à gaz externe (figures 20) et de 35.7% (DS1) pour une installation avec brûleur intégré et chauffage direct (figure 19). Ces valeurs de f_{sav} sont données pour le climat de Zürich, une surface de capteurs plans de 12 m^2 et une demande d'énergie de chauffage de $60\text{ kWh/m}^2\text{a}$ (SRE = 140 m^2).

	Pertes thermiques de la cuve [kWh]	η du brûleur [%]	η net des capteurs [%]
Arpège	1833	98.8	28.0
DS1	1636	98.6	29.2
DS2	1445	101.7	30.6

figure 23: tableau de comparaison des dream systems avec Arpège

Nous constatons que nos « dream systems » sont de très bons systèmes solaires combinés (figure 24 et 25).

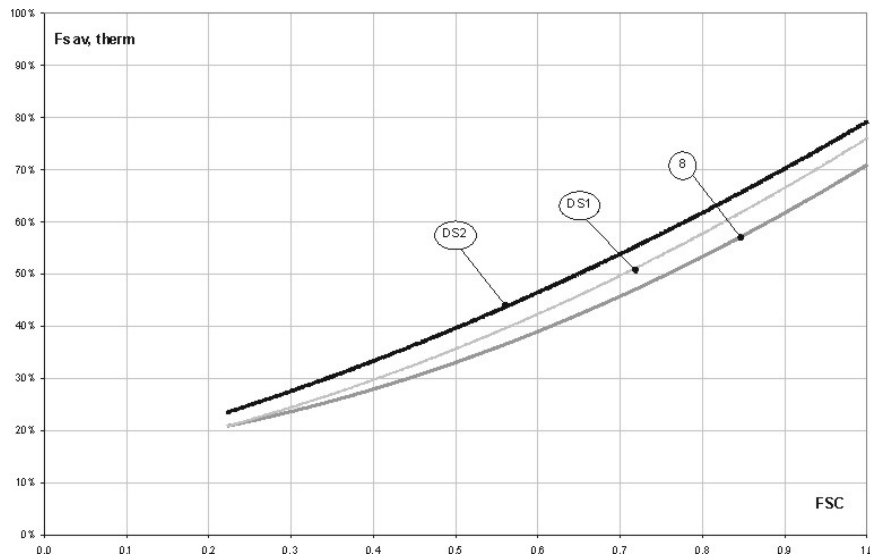


figure 24: comparaison des dream systems avec Arpège

Nous avons également comparé le DS2 avec les deux meilleurs systèmes solaires combinés, comparés dans le cadre de la tâche 26 (figure 25). Nous avons ajouté sur ce graphe un DS2 bis, qui est une réplique du DS2 mais avec le même rendement du brûleur que celui utilisé par l'installation #15.

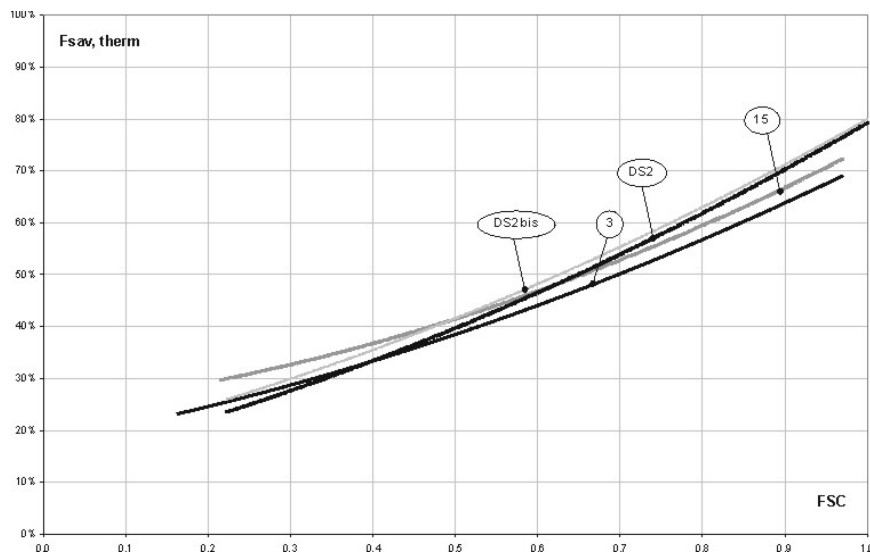


figure 25: comparaison des dream systems DS2 et DS2 bis avec les installations #3 et #15 simulées pour la tâche 26

4.11 COMMENTAIRES

Dans l'ensemble des simulations, nous avons voulu obtenir un "dream system" réaliste. Pour l'isolation de la cuve, nous avons pris comme base l'installation Arpège actuelle et nous avons estimé les améliorations possibles. Le résultat montre que nous avons un peu plus de pertes thermiques que le système #15. Ainsi, il est possible d'améliorer ce point.

Le rendement du brûleur est un des aspects le plus important pour le calcul des performances (figure 22). Sans condensation, il semble difficile d'obtenir des résultats intéressants.

Nous avons réalisé des simulations afin d'optimiser quelques paramètres comme la température de consigne pour l'eau chaude sanitaire ou la position des sondes de température. Toutefois, par manque de temps, nous n'avons pas prospecté toutes les voies d'améliorations. Cela permet de penser qu'il est possible d'augmenter les performances de ces "dream systems" dans plusieurs domaines :

- * La consommation électrique (consommation propre et temps de fonctionnement de chaque composants)
- * Isolation thermique de la cuve
- * Position (hauteur) des sondes de température dans la cuve
- * Gestion du chauffage
- * Utilisation du stockage thermique en dalle (chauffage au sol)
- * Utilisation de la prédiction météorologique
- * Gestion du circuit solaire
- * Energie grise

5 CONCLUSIONS ET PERSPECTIVES

La stratégie de commande avancée développée dans le cadre de ce projet s'est avérée très performante. Une réduction d'environ 10 pourcents de la consommation de gaz a été mesurée. De plus, le niveau de confort observé est excellent. Cette stratégie est en passe d'être testée sur des bâtiments publics dont la gestion du chauffage et de l'eau chaude sanitaire est sous la responsabilité des services industriels de la ville de Lausanne.

La tâche 26 se termine fin 2002, avec la publication d'une brochure appelée «Hand book» qui contiendra toutes les caractéristiques et les performances de chaque installation testée. La participation à un projet international tel que celui-là, nous a permis de créer des liens et d'échanger différents points de vue avec d'autres professionnels du solaire en Europe.

L'optimisation dans le cadre de ce projet a permis à l'installation Arpège de se situer dans la partie supérieure du comparatif des performances des systèmes étudiés.

Un transfert technologique nous a permis de mettre au point les différentes simulations et en particulier les deux « dream systems ». Ces simulations montrent une voie à exploiter pour les prochains développements d'installations solaires combinées. L'influence de certains paramètres de conception d'une installation solaire ont été mis en évidence et permettent de mieux recentrer les efforts à réaliser par les entreprises.

Les différentes possibilités d'améliorer les dream system sont encourageantes. En effet, il reste encore des aspects à optimiser ou à intégrer (prédiction météorologique, régulation, isolation thermique...).

6 REFERENCES

- [1] O. Renoult, J. Bony et P. Dind. Résultat d'une campagne de mesures in situ d'une installation solaire combinée, laboratoire d'énergétique solaire et de physique du bâtiment, EIVD-HESSO, Août 2001.
- [2] A. Gherbi, O. Renoult et J. Bony. Optimisation d'installations solaires thermiques combinées. Rapport final à l'attention de l'Office Fédéral de l'Energie, Laboratoire d'automatique, EPFL, Décembre 2001.
- [3] M. Bauer. Modélisation d'un bâtiment pour un système solaire combiné. Rapport de synthèse, Estia sàrl : PSE-B Parc scientifique de l'EPFL, CH-1015 Lausanne, Novembre 2000.
- [4] J. Bony. Emulateur de capteurs solaires. Rapport interne, laboratoire d'énergétique solaire et de physique du bâtiment, EIVD-HESSO. Novembre 2000.
- [5] T. Prud'homme et D. Gillet. Commande optimale de systèmes solaires combinés. Rapport final à l'attention de l'Office Fédéral de l'Energie, Laboratoire d'automatique, EPFL, Décembre 2002.
- [6] Th. Pittet, J. Bony, O. Renoult, Ph. Dind, Measurement of a solar combisystem in situ, Eurosun 2002, ISES Europe solar congress, Bologna, éd. ISES ITALIA, Roma
- [7] Divers documents, créés par les participants à la tâche 26, qui seront publiés dans le handbook ou qui sont disponibles sur le site internet : www.iea-shc.org

[8] SPF, Solartechnik Prüfung Forschung, Rapperswil, Suisse, www.solarenergy.ch